

# 220kV 油浸式变压器油中溶解气体在线监测与故障预警模型研究

肖智斌 李浩

湖南澧水流域水利水电开发有限责任公司江垭水电站 湖南 张家界 427221

**【摘要】**：220kV 油浸式变压器是水电站电力输送系统的核心设备，其运行稳定性直接决定电力供应安全。基于油中溶解气体分析实现设备在线监测与故障预警，可精准捕捉设备早期异常信号。研究通过优化在线监测数据采集与分析方法，构建适配水电站工况的故障识别体系，提升预警响应时效性与准确性，为变压器运维提供科学支撑，保障水电站电力输送系统持续可靠运行。

**【关键词】**：220kV 油浸式变压器；油中溶解气体；在线监测；故障预警；水电站

DOI:10.12417/2705-0998.26.01.089

## 引言

220kV 油浸式变压器作为水电站能量转换与输送的关键枢纽，其健康状态与水电站整体运行安全密切相关。变压器长期处于高电压、大负荷工况下，内部绝缘材料易发生老化或局部放电，产生特征性气体溶解于绝缘油中，若未能及时发现并处理，可能引发设备故障甚至停机事故，造成重大经济损失。油中溶解气体的种类、含量及变化趋势，是反映变压器内部状态的重要表征，基于此开展在线监测与故障预警研究具有重要现实意义。前文已明确该研究的核心方向与价值，下文将进一步探讨监测与预警的关键技术要点、实践应用路径及效能验证，为水电站变压器运维优化提供切实可行的技术方案。

## 1 水电站 220kV 油浸式变压器油中溶解气体在线监测与故障预警的核心问题

水电站 220kV 油浸式变压器运行环境具有高湿度、强电磁干扰、负荷波动大等鲜明特征，这些环境因素直接影响油中溶解气体在线监测的精准性。绝缘油在变压器运行过程中，会因内部局部过热、绝缘击穿等异常工况产生甲烷、乙烷、乙烯、乙炔等特征气体，而水电站复杂的运行环境易导致监测设备出现基线漂移、信号干扰等问题，使得特征气体浓度检测结果出现偏差，难以精准捕捉设备早期故障信号。不同故障类型对应的特征气体组分及释放规律存在差异，如何区分正常运行与故障状态下的气体浓度变化，避免将正常的气体微量增长误判为故障预警，成为在线监测中的首要难题。

现有在线监测系统与水电站运维体系的适配性不足，也制约了故障预警功能的有效发挥。部分监测设备的数据传输协议与水电站现有监控系统不兼容，导致监测数据无法实时接入运维管理平台，出现数据孤岛现象，运维人员难以快速获取设备状态信息<sup>[1]</sup>。故障预警阈值多基于通用变压器工况设定，未充分考虑水电站 220kV 变压器的负荷特性、运行年限及地域环境差异，使得预警阈值要么过于宽松，无法及时预警早期故障；要么过于严苛，产生大量误报警信息，增加运维人员工作负担，降低对真实故障的响应效率。

故障预警的时效性与故障定位的精准度不足，是当前面临

的另一核心问题。变压器内部故障从发生到发展为严重故障需经历一定过程，早期故障阶段特征气体释放量少、变化缓慢，若监测系统无法敏锐捕捉这一细微变化，会错失最佳维护时机。现有预警方法多仅能判断设备存在故障，难以精准定位故障发生的部位（如绕组、铁芯、绝缘油等）及故障严重程度，导致运维人员无法制定针对性的检修方案，只能采取全面排查的方式，不仅延长了检修时间，还可能对正常运行的部件造成不必要的扰动，影响水电站电力输送的连续性。

## 2 水电站 220kV 油浸式变压器油中溶解气体在线监测与故障预警的优化路径

在水电站高湿度、强电磁干扰及负荷频繁波动的复杂工况下，油中溶解气体在线监测系统的可靠性高度依赖于前端感知与数据净化能力。为此，设备层面应优先部署具备 IP67 以上防护等级、内置电磁屏蔽结构的高精度电化学或声光光谱气体传感器，其安装位置需结合变压器油路走向与现场电磁场分布图进行仿真优化，通常选择远离主变套管、励磁回路等强干扰源且通风良好的取油口附近，避免因凝露或局部放电耦合信号导致测量漂移。同时，采用多传感器异构融合策略，例如将催化燃烧式、半导体式与红外传感器组合使用，利用其对  $H_2$ 、 $CH_4$ 、 $C_2H_2$  等关键气体的不同选择性与响应速度，通过加权平均或 D-S 证据理论进行数据融合，有效抑制单一传感器失效或环境扰动引起的误判。在数据预处理阶段，引入基于小波变换与卡尔曼滤波相结合的自适应去噪算法，动态识别并剔除由水泵启停、开关操作等瞬态干扰引发的尖峰噪声，并采用 Savitzky-Golay 平滑滤波对气体浓度时间序列进行趋势提取，在保留真实产气拐点的同时滤除高频随机波动，从而为后续故障诊断提供高信噪比、高保真的输入数据。

为提升故障预警的针对性与实用性，需构建深度适配水电站实际运行特性的智能预警体系。该体系以 220kV 变压器油色谱历史数据库为基础，系统归纳绕组过热、铁芯多点接地、局部放电等典型故障模式下  $H_2$ 、 $CH_4$ 、 $C_2H_2$ 、 $C_2H_4$  等关键气体的比值区间（如  $C_2H_2/C_2H_4$ 、 $CH_4/H_2$ ）及产气速率阈值，形成分类分级的本地化判据库。区别于通用标准，该判据充分考虑水电站负荷峰谷频繁、季节性温湿度变化大等特点，引入

工况自适应机制：当变压器处于高负荷（>85%额定容量）或高温环境（>35℃）时，系统自动放宽总烃增长阈值 10%~15%，避免因正常热效应引发误报；反之，在低负荷稳态运行期间则启用更灵敏的早期异常检测规则。同时，通过采用 IEC 61850 或 Modbus TCP 等标准化通信协议，将在线监测装置无缝接入水电站一体化监控平台，打通数据孤岛。预警信息经平台智能研判后，按风险等级（黄、橙、红）自动推送至运维人员移动终端或中控大屏，并关联设备台账、检修记录与应急预案，实现“监测—诊断—决策—处置”闭环管理，显著提升运维响应效率与决策科学性<sup>[2]</sup>。

为实现故障精准处置，需强化“诊断—响应”一体化协同机制。基于 220kV 油浸式变压器的内部结构（如绕组、铁芯、分接开关、绝缘油等区域）与典型故障演化规律，构建特征气体与故障源位置的映射关系模型：例如，乙炔（C2H2）快速上升且伴随氢气（H2）激增，多指向高能放电类故障，常发生于绕组匝间或引线部位；而甲烷（CH4）与乙烯（C2H4）持续缓慢增长，则更可能源于铁芯局部过热。结合产气速率、气体比值及历史趋势，系统可量化评估故障严重等级（I~III级）。在此基础上，建立分级响应策略：III级（轻微异常）触发自动加密采样（由每4小时提升至每1小时），并推送专家远程会诊建议；II级（中度风险）要求运维班组8小时内完成现场红外测温与油样复核；I级（严重预警）则联动应急指挥系统，30分钟内通知检修团队启动停电预案，并同步调取设备全生命周期数据辅助决策。该机制将技术诊断与管理流程深度耦合，确保“预警即响应、响应有依据、处置讲时效”，有效避免过度检修或响应滞后，保障水电站主变安全稳定运行。见图1所示。



图1 油中溶解气体在线监测与故障预警的优化技术框架图

### 3 故障预警模型的构建与智能诊断算法设计

在完成监测系统硬件优化与数据预处理流程的基础上，构建科学、鲁棒的故障预警模型是实现精准诊断的核心环节。传统油中溶解气体分析（DGA）方法如 IEC 三比值法、Rogers 比值法等虽被广泛应用，但在水电站复杂工况下存在判据模糊、临界区域误判率高等局限。为此，本研究融合多源信息与智能算法，构建分层递进式故障预警模型，兼顾规则可解释性

与数据驱动适应性。

首先建立基于改进三比值法的初级筛查模型。针对水电站 220kV 变压器常见故障类型（如低温过热、高温过热、低能放电、高能放电、局部放电等），结合历史故障案例库，对传统 IEC 编码规则进行本地化修正。例如，在某水电站实际运行中发现，因负荷频繁波动导致绕组轻微过热时，C2H4/C2H6 比值常处于临界区间（0.9~1.1），易被误判为正常。通过引入产气速率辅助判据——当总烃产气速率连续 3 天超过 5 mL/d 且 C2H4 占比持续上升时，即使比值未达典型阈值，亦触发“疑似过热”预警。该策略有效提升了早期过热故障的识别灵敏度。

其次构建基于支持向量机（SVM）与随机森林（RF）融合的二级诊断模型。以 H2、CH4、C2H6、C2H4、C2H2、CO、CO2 七种特征气体浓度及其增量、比值、产气速率为输入特征，故障类型为输出标签，利用水电站近五年积累的 132 组有效样本（含正常状态 86 组、各类故障 46 组）进行训练。为解决样本不平衡问题，采用 SMOTE 过采样技术对少数类故障样本进行扩充。模型采用交叉验证评估，最终集成模型准确率达 92.3%，显著优于单一 IEC 比值法（76.5%）。特别在区分“局部放电”与“低能放电”两类易混淆故障时，融合模型通过捕捉 H2 与 CH4 的协同变化趋势，将识别准确率提升至 88.7%。

进一步地，引入时间序列分析增强动态预警能力。变压器内部故障发展具有渐进性，单一时刻的气体浓度难以反映趋势。本研究采用长短期记忆网络（LSTM）对气体浓度序列进行建模。以 7 天为滑动窗口，每小时采集一次数据，构建多变量 LSTM 预测模型。模型不仅预测未来 24 小时各气体浓度，更通过残差分析识别异常偏离：当实际浓度超出预测置信区间（95%）且持续超过 6 小时，则判定为异常增长。该方法在试运行前期成功捕捉到一台变压器 C2H2 浓度的微弱爬升趋势（从 0.3 μL/L 缓慢增至 0.8 μL/L），虽未达报警阈值，但 LSTM 残差持续超限，系统提前 72 小时发出“潜在放电风险”提示，经现场检查确认为套管末屏接触不良，及时消缺避免了故障扩大。此外，为提升模型可解释性与运维人员信任度，设计故障贡献度可视化模块。当模型输出故障预警时，同步计算各输入特征对诊断结果的 SHAP（SHapley Additive exPlanations）值，量化每种气体及其比值对当前判断的贡献权重。例如，某次预警显示“高温过热（>700℃）”，系统界面同步高亮 C2H4（贡献度 42%）、C2H4/C2H6 比值（35%）、总烃产气速率（18%）为主要依据，辅助运维人员快速理解预警逻辑，减少对“黑箱模型”的疑虑。

最后，建立模型在线学习与自更新机制。水电站变压器运行特性会随年限增长、检修维护等因素发生缓慢漂移。为避免模型性能衰减，系统设置模型性能监控指标（如预警准确率、误报率、漏报率），当连续一个月内指标劣化超过预设阈值（如准确率下降 5%），则自动触发模型增量训练流程。新采集的

经人工复核的样本数据将被纳入训练集,采用迁移学习策略微调原有模型参数,确保预警能力持续适配设备老化与工况演变。

#### 4 水电站 220kV 油浸式变压器油中溶解气体在线监测与故障预警的实践效能验证

选取某大型水电站3台220kV油浸式变压器作为实践验证对象,基于优化后的在线监测与故障预警方案进行为期一年的试运行。试运行期间,实时采集变压器油中溶解气体的浓度数据,通过预处理算法与自适应预警判据对数据进行分析,生成预警信息并推送至运维管理平台<sup>[3]</sup>。实践过程中,重点记录预警信号的准确性、故障定位的精准度及故障处置的时效性,同时对比优化方案与传统监测方法的运行效能,为方案的完善与推广提供数据支撑。

试运行结果显示,优化后的在线监测系统在水电站复杂环境下仍能保持较高的监测精准度,特征气体浓度检测误差控制在合理范围内,有效规避了电磁干扰、湿度变化等因素带来的不利影响。自适应预警判据能够根据变压器实时工况动态调整阈值,大幅降低了误报警与漏报警概率,预警信号的准确率较传统方法显著提升。针对试运行期间出现的2次轻微异常预警,通过故障定位机制精准判断为绕组局部过热初期现象,运维人

员及时采取针对性措施处理,避免了故障进一步发展,验证了故障定位与分级响应机制的有效性。

结合试运行过程中的实际情况,对在线监测与故障预警方案进行复盘优化。针对部分极端工况下监测数据响应延迟的问题,进一步优化传感器数据采集频率与传输链路;针对故障定位模型在少数复杂故障场景下精准度不足的问题,补充完善历史故障案例数据库,优化关联模型参数。通过实践验证与复盘优化,方案的适配性与可靠性得到进一步提升,能够充分满足水电站220kV油浸式变压器运维的实际需求,为同类设备的在线监测与故障预警提供可借鉴的实践经验。

#### 5 结语

本文围绕水电站220kV油浸式变压器油中溶解气体在线监测与故障预警展开研究,明确了复杂工况下监测精准性不足、预警适配性差等核心问题,提出了设备优化、体系构建、协同机制强化等优化路径,并通过实践验证了方案的有效性。研究成果可提升变压器故障预警的时效性与精准性,为水电站运维提供科学支撑。后续可基于更多实践案例持续完善方案,进一步提升其在极端工况下的适应能力,保障水电站电力输送系统安全稳定运行。

#### 参考文献:

- [1] 向文鑫,刘刚,王顺程,等.220kV油浸式电力变压器绕组挡板结构优化及负荷能力提升[J/OL].南方电网技术,1-10[2026-01-05].
- [2] 杨进.220kV油浸式电力变压器的高压电气试验方法及应用探讨[J].中国设备工程,2024,(04):189-191.
- [3] 刘巍.浅谈220kV油浸式电流互感器末屏检修更换处理方法[J].水电与新能源,2024,38(01):67-70.